

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Приходька Анатолія Сергійовича
(ПІБ)

академічної групи ЕЕ-15-1
(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою _____

(офіційна назва)

на тему: Реконструкція закритої трансформаторної підстанції 6/0,4 кВ міських електричних мереж

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Луценко І.М.			
розділів:	Луценко І.М.			
Вступна частина	Луценко І.М.			
Основна частина:	Луценко І.М.			
Економічний	Тимошенко Л. В.			
Охорона праці	Лутс І. О.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

Дніпро
2019

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

систем електропостачання

(повна назва)

(підпис) Випанасенко С.І.
(прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню бакалавр
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

Студенту Приходька А. С. академічної групи ЕЕ-15-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою _____

(офіційна назва)

на тему _____,

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Вступна частина</i>	Виконати аналіз поточного режиму роботи ТП-6/0,4 визначити проблеми експлуатації електрообладнання.	15.05.19
<i>Основна частина</i>	Виконати обґрунтований вибір основного електрообладнання ТП-6/0,4	31.05.19
<i>Економічний</i>	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати, термін окупності проекту.	05.06.19
Охорона праці	Розробка інженерно-технічних заходів з охорони праці при експлуатації об'єкту.	10.06.19

Завдання видано

(підпис керівника)

Луценко І.М.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 26.04.2019

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання

(підпис студента)

Приходько А. С.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 69 стор., 4 рис., 15 табл., 2 додаток., 8 джерел.

Реконструкція закритої трансформаторної підстанції 6/0,4 кВ міських електричних мереж.

Об'єкт дипломного проекту: трансформаторна підстанція 6/0,4кВ.

У вступній частині приведено аналіз обладнання ТП-6/0,4 кВ та характеристика споживачів 0,4кВ.

В основній частині виконані розрахунки електричних навантажень, в результаті яких були вибрані доцільні до використання електричні апарати.

Економічне обґрунтування проекту виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту, а також визначені фонд заробітної плати персоналу і термін окупності проектного рішення.

Щодо охорони праці, обґрунтовані заходи безпеки при експлуатації об'єкту розраховане захисне заземлення

Розроблене технічне рішення може бути реалізовано за 2,85 років.

ЗМІСТ

1 ВСТУП	6
1.1 Характеристика підприємства	7
1.2 Аналіз електроапаратів міських електричних мереж	8
1.3 Розподільні пристрої 0,4-10 кВ	10
1.4 Аналіз встановленого в ТП-06/0,4 обладнання і характеристика споживачів 0,4 кВ	13
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА	16
2.1 Аналіз фактичних режимів роботи трансформаторів ЗТП-6/0,4кВ	17
2.2 Визначення відпрацьованого ресурсу і зносу ізоляції обмоток трансформаторів	20
2.3 Розрахунок електричних навантажень споживачів	25
2.4 Вибір ліній 6 кВ	33
2.5 Вибір високовольтних вимикачів.	37
2.6 Вибір ввідних вимикачів 0,4 кВ	19
2.7 Вибір секційного вимикача.	40
2.8 Вибір захисних апаратів і провідників окремих споживачів.	41
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.	43
3. Техніко-економічне обґрунтування	46
3.1 Мета і завдання	47
3.2 Розрахунок капітальних витрат	48
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат	50
3.4 Визначення річного збитку	53
3.5 Показники економічної ефективності проекту	53
4 Охорона праці	56
4.1 Короткий опис об'єкта	57
4.2. Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів	57
4.3 Інженерно-технічні заходи з охорони праці на підстанції	58
4.4 Пожежна профілактика на підстанції	62

4.5 Розрахунок заземлюючого пристрою методом наведених потенціалів	63
ВИСНОВКИ	67
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	68
ДОДАТОК А Відомість матеріалів дипломного проекту	69

Вступ

8.5. Характеристика підприємства

ПАТ «підприємство по експлуатації енергетичних мереж «Центрального енергетична компанія» була заснована 28 лютого 2002. Під час цього періоду ПАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» зібрав, відновив і привів до належного технічного стану кинуті електричні мережі і забезпечує високу якість електроенергії передачі споживачам в містах, Дніпро, Павлоград, Кривий Ріг, Інгулець, Біла Церква, Апостолове, Жовті Води, смт. Гвардійське.

Компанія займається такими видами діяльності:

- передача електричної енергії;
- заміну лічильників електричної енергії;
- Заміна трансформаторів 0,4кВ;
- вимірювання втрат напруги в ланцюгах живлення трансформаторів напруги 6-330 кВ з видачою протоколів вимірювань (лабораторія вимірювання втрат напруги має свідоцтво про атестацію для виконання цих робіт);
- вимірювання навантаження у вторинних ланцюгах трансформаторів струму і напруги 6-330 кВ (лабораторії має сертифікат для виконання цих робіт);
- Державна перевірка та атестація трансформаторів струму і напруги 6-35 кВ, разом з Державними центрами стандартизації та метрології (зняття характеристик з трансформаторів струму і напруги, оформлення протоколів, видача документів про перевірку);
- параметризація лічильників електричної енергії від різних виробників, які схвалені для використання в Україні, державного реєстру засобів вимірювальних приладів;
- позаплановий техогляд лічильників електричної енергії;
- повторне підключення електроустановок споживачів;
- тестування всіх видів електрообладнання 6-150 кВ
- повний аналіз трансформаторного масла;
- пошук несправностей і ремонт кабельних ліній 0,4-35 кВ

- Лабораторія має свідоцтво атестації та дозволу для тестування електрообладнання, електричних станцій і мереж, технологічного електрообладнання напругою, що перевищує 1000 В (до 150 кВ);

- послуги транспорту і спецтехніки ЗАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Ліцензійний вид діяльності на постачання електричної енергії «Центральний енергетична компанія» буде здійснювати відповідно до нормативно-правових документів України, які регулюють вид діяльності згідно з тарифами, які встановлює НКРЕКУ .

1.2 Аналіз електроапаратів міських електричних мереж

Високовольтні комутаційні апарати призначені для виконання оперативних і експлуатаційних перемикачів, включення або відключення електричних ланцюгів з напругою понад 1000 В. Залежно від розміру струму навантаження і умов праці, вони діляться на три основні групи:

- апарати для оперативного перемикачів мережі без струм навантаження або дуже малої навантаження струмів (Роз'єднувачі)

- апарати, які використовуються для розриву струму під навантаженням не перевищує нормальних значень (Роз'єднувачі навантаження);

- апарати, які розривають будь-які навантаження струмів, включно струм короткого замикання (вимикачі).

Апарати кожної групи мають різні контактні системи, пристосовані для безперервної нормальної роботи в цих умовах. Комутаційні апарати оснащені приводними пристроями, що дозволяє виконувати їх ручне, дистанційне або автоматичне керування.

Вимикач є основним апаратом в електроустановках, він служить для увімкнення або вимкнення цієї мережі в будь-яких режимах: безперервного навантаження, перевантаження, коротке замикання , холостий ход, несинхронна робота. Найбільш важких і складних операція є відключення струмів КЗ і включення на існуючих коротке замикання.

До вимикачів високої напруги пред'являють такі вимоги:

- надійне вимкнення будь-яких струмів (від десятків ампер до номінальний струму відключення)
- швидкість дії, тобто найкоротший термін відключення;
- придатність для швидкісного автоматичне повторне включення, тобто швидке включення відразу після вимкнення;
- можливість фазного(на полюсі) контролю для автоматичних вимикачів 110 кВ і вище;
- Простота ревізії та огляду контактів;
- вибухової та пожежної безпеки;
- зручність транспортування і використання.

Трансформатори струму призначені для підключення вимірювальних приладів та релейного захисту пристроїв, вони ізолюють пристрої від напруги установки і перетворюють значення струмів до зручних для вимірювання за допомогою стандартних пристроїв або підключення стандартних реле. ТС виготовляються на номінальний струм 5 А (рідше 1 А).

В установках вище 1000 В вторинні обмотки ТС заземляють, щоб при пробі ізоляції між первинною і вторинною обмотками запобігти появі високого потенціалу у вторинних ланцюгах.

Трансформатори напруги призначені для зниження високої напруги до стандартного значення 100 або 66,6 В і для відділення ланцюгів вимірювання та релейного захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Роз'єднувачі призначені для включення і відключення електричних ланцюгів напругою вище 1000 В без навантаження і для створення в них видимого розриву.

Роз'єднувачі не мають спеціальних дугогасяючих пристроїв і тому ними не можна розривати ланцюга, в яких може виникнути електрична дуга. В окремих випадках дозволяють відключати роз'єднувачем електричні ланцюги при протіканні в них невеликих струмів, значення і характер яких регламентовані Правилами технічної експлуатації.

1.3 Розподільні пристрої 0,4-10 кВ

КСО-393 (камери збірні одностороннього обслуговування), а також шинні мости до них, призначені для комплектації розподільчих пристроїв (РУ / РП) і тупикових трансформаторних підстанцій (ТП) напругою 6 і 10 кВ змінного струму систем з ізольованою нейтраллю. КСО-393 призначені для установки в районах з помірними кліматичними умовами всередині приміщень (від -30 С до +45 С).

КСО 393 виробляється зі ступенем захисту IP20 або IP54.

Усередині камери КСО 393 розміщена апаратура головних ланцюгів:

- ВНПР – вимикач навантаження з пружинним приводом (камери 03, 04, 05, 06, 08, 09 і 24);
- РРЗ – роз'єднувач з заземлюючими ножами (камери 01, 02, 07, 14, 14Л);
- ВВ / TEL – вимикач вакуумний з електромагнітним приводом (камери 12В, 14В і 17В);
- трансформатори напруги (камери 10, 11);
- ОМ-1,25 / 10 / 0,23 – трансформатор власних потреб (камера 23)
- ТМГ-25/10 / 0,4 – трансформатор власних потреб (камера 23М).

У камерах КСО-393 з вакуумним вимикачем передбачається комплект захистів (МТЗ, ТО, перевантаження).

Приєднання до зовнішньої мережі КСО-393 – кабельне (не більше чотирьох кабелів перетином до 185 мм² через кабельний канал або отвір, на якому встановлені камери). Також є можливість приєднання шинами (камери 24 і 17В).

Камери КСВ-393 комплектуються торцевими панелями і інвентарними перегородками.

При двохрядном розміщенні камери КСВ-393 укомплектовані шинним мостом з роз'єднувачами (ШМР) або без них (ШМ). Шинний міст встановлюється тільки на крайні камери. Відстань між фасадами камер КСО-393 становить 2000 мм (ШМР-1 і ШМ-1); 2500 мм КС-393 (ШМР-2 і ШМ-2) 3000 мм (ШМР-3 і ШМ-3).

При наявності шинного моста висота КСО-393 становить 2500 мм.

Для КСВ-393 зі ступенем захисту IP54 глибина камер КСВ-393 – 1050 мм.

Панелі розподільного щита 0,4 кВ типу ЩО-70

Основні характеристики:

- Номінальна напруга на збірних шинах 380/220 В;
- Частота, Гц 50;
- Номінальні струми збірних шин, А 250,400,630,1000,1600,2000;
- Число ліній, що відходять 1, 2, 4, 6.

Електродинамічна стійкість збірних шин і відпаяк від них, кА:

- для вступних і секційних панелей до 630 А – 30 кА;
- для вступних і секційних панелей від 630 до 1600 А – 30/50 кА;
- для лінійних панелей – 30/50 кА.

Щити ЩО-70 забезпечують ефективне рішення широкого спектра завдань, пов'язаних з управлінням, захистом і обслуговуванням освітлювального обладнання. Конструкція оснащується необхідними рубильниками, автоматами захисту та іншими вузлами, що дозволяють комутувати ланцюги на об'єктах виробничого, житлового та адміністративного призначення, включаючи прилеглі території та окремі майданчики.

Розподільний щит ЩО 70 виконаний у вигляді металевого прямокутного короба зі спеціальними вирізами для проводки і сталевими дверима, що забезпечує швидкий доступ до внутрішнього простору. Усередині щитка розташовується певна кількість модулів, точна їх кількість залежить від особливостей обслуговуваної мережі.

Для запобігання випадкових контактів з струмопровідними частинами щити серії ЩО-70 можуть оснащуватися оперативної панеллю з ізоляційного матеріалу. Вирізи для проводів передбачені як у верхніх панелях, так і знизу корпусу. У комплектації щитів освітлення можуть використовуватися вузли, які виконують додатковий захист від перевантажень з напругою мереж до 380 В. Універсальна конструкція дозволяє встановлювати органи управління на двері,

забезпечуючи тим самим максимально швидкий доступ до рубильників і захист операторів.

Особливості експлуатації. Для безперервної та ефективної роботи щита ЩО-70 вимагають дотримання певних умов експлуатації:

- відсутність вибухонебезпечних речовин в кімнаті або приміщенні;
- відносний рівень вологості повітря не більше 60%;
- висота установки щита ЩО над рівнем моря в межах 2000 м;
- стійка підставка, що не передає вібрації, а також відсутність ударних навантажень;
- суворе дотримання допустимих обмежень по концентрації корозійно-агресивних речовин, що сприяють порушенню цілісності металевих елементів щитка і полімерів, що застосовуються в ізоляції.

1.4. Аналіз встановленого в ТП-06/0,4 обладнання і характеристика споживачів 0,4 кВ

Трансформаторна підстанція 6 / 0,4 кВ забезпечує електропостачання побутових та юридичних споживачів.

Таблиця 1.1

Склад і характеристика споживачів ТП-6/0,4

Споживач	Характеристика	Кількість квартир / площа / місяця
ПП (кіоск)	Кіоск	15 м ²
Адміністративна будівля	Адміністративна будівля	150 кВт
ПП (магазин)	магазин	40 м ²
Установа зв'язку	установка зв'язку	6 кВт
Підприємство роздрібна торгівля	Підприємство роздрібної торгівлі	650 м ²
Дитячий садок	Дошкільний навчальний заклад №309	195 дітей
Адміністративна будівля	Адміністративна будівля	
Будинок №1	Житловий будинок, 12 поверхів, з під'їздом	187 квартири
Будинок №2	Житловий будинок, 16 поверхів	83 квартири
Будинок №3	Житловий будинок, 16 поверхів	83 квартири
Будинок №4	Житловий будинок, 16 поверхів	83 квартири
Будинок №5	Житловий будинок, 16 поверхів	83 квартири
Будинок №6	Житловий будинок, 16 поверхів	83 квартири
Котельня	котельня	160 кВт
Освітлення	Зовнішнє освітлення вулиць	50 кВт
Підприємство роздрібної торгівлі	Підприємство роздрібної торгівлі	195 м ²

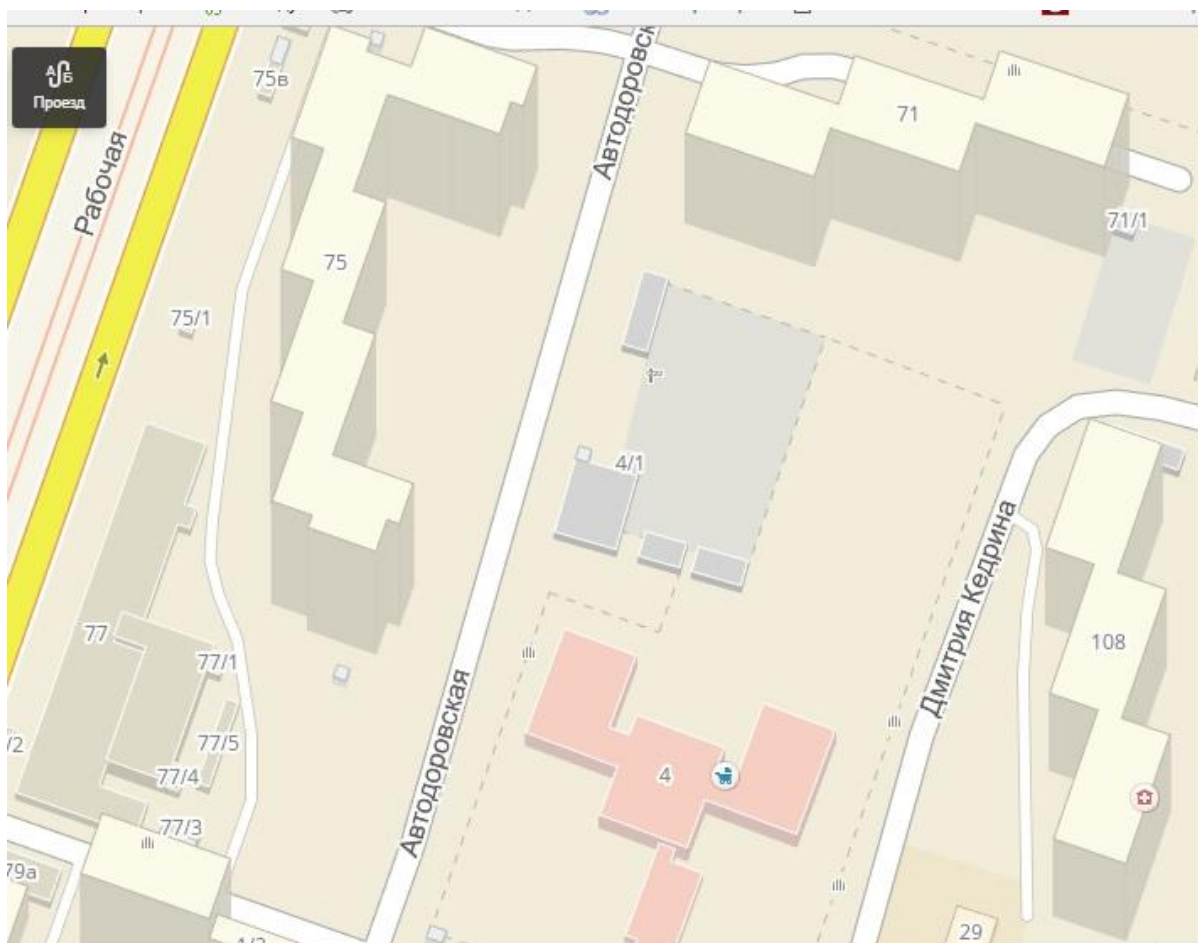


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план району

Висновки по розділу

Проведений аналіз встановленого на підстанції обладнання дозволив встановити, що в експлуатації перебувають такі апарати як вимикачі навантаження з боку 6 кВ з запобіжниками (вводи трансформаторів), рубильники РПС – для приєднань, що відходять з запобіжниками типу ПН-2 на стороні 0,4 кВ, два трансформатора типу ТМ потужністю по 1000 кВА. В зв'язку з розвитком району перерозподіл існуючих навантажень вимагають перерахунку і вибору номінальної потужності трансформаторів, яку планується встановити в рамках реконструкції підстанції, а також іншої апаратури: автоматичних вимикачів, провідників, високовольтних комутаційних апаратів і ін.

Причому, вибір трансформаторів виконаємо за фактичними навантаженнями (режимні виміри), а обладнання споживачів – з урахуванням норм ДБН, які враховують кондиціонування приміщень і комфортне електричне опалення.

Основна частина

2.1 Аналіз фактичних режимів роботи трансформаторів ЗТП-6/0,4кВ

Вихідними даними для обґрунтованої рекомендації заміни трансформаторів в процесі експлуатації служать графіки електричних навантажень, які отримують за даними літніх і зимових режимних вимірів навантаження по вводах. У таблиці 2.1 наведені дані добових вимірів навантаження по вводах ТП-6/0,4 кВ за 17.06.2017 р і 16.12.2017 р.

Таблиця 2.1

Добові завмер навантаження вводів трансформаторів ТП-6/0,4 кВ

Час заміру	1Т (зима) 1000 кВА	2Т (зима) 1000 кВА	1Т (літо) 1000 кВА	2Т (літо) 1000 кВА
	А	А	А	А
0:00-1:00	24,77	23,18	19,81	18,55
1:00-2:00	15,48	14,49	12,39	11,59
2:00-3:00	15,48	14,49	12,39	11,59
3:00-4:00	15,48	14,49	12,39	11,59
4:00-5:00	18,58	17,38	14,86	13,90
5:00-6:00	20,64	19,32	16,51	15,46
6:00-7:00	41,28	38,63	33,02	30,91
7:00-8:00	61,92	57,95	49,53	46,37
8:00-9:00	56,76	53,12	45,41	42,49
9:00-10:00	51,60	48,29	41,28	38,63
10:00-11:00	51,60	48,29	41,28	38,63
11:00-12:00	51,60	48,29	41,28	38,63
12:00-13:00	51,60	48,29	41,28	38,63
13:00-14:00	51,60	48,29	41,28	38,63
14:00-15:00	46,44	43,46	37,15	34,77
15:00-16:00	41,28	38,63	33,02	30,91
16:00-17:00	51,60	48,29	41,28	38,63
17:00-18:00	61,92	57,95	49,53	46,37
18:00-19:00	82,57	77,26	66,04	61,82
19:00-20:00	103,20	96,59	82,57	77,26
20:00-21:00	92,88	86,92	74,31	69,54
21:00-22:00	82,57	77,26	66,04	61,82
22:00-23:00	57,79	54,09	46,23	43,27
23:00-24:00	33,02	30,91	26,42	24,73

У таблиці 2.2 наведені дані добових вимірів навантаження в одиницях повної потужності по вводах ТП-311 6 / 0,4 кВ за 17.06.2017 р і 16.12.2017 р

$$S_i = \sqrt{3} I_i U_{ном}$$

Наприклад:

$$S_{1T} = \sqrt{3} I_{1T} U_{ном} = \sqrt{3} \cdot 22,77 \cdot 6 = 257,44 \text{ кВА}$$

Таблиця 2.2

Добові заміри навантаження вводів трансформаторів ТП-6/0,4 кВ

Час заміру	1Т (зима) 1000 кВА	2Т (зима) 1000 кВА	1Т (літо) 1000 кВА	2Т (літо) 1000 кВА
	S1, кВА	S2, кВА	S1, кВА	S2, кВА
0:00-1:00	257,44	240,86	205,88	192,74
1:00-2:00	160,84	150,55	128,72	120,49
2:00-3:00	160,84	150,55	128,72	120,49
3:00-4:00	160,84	150,55	128,72	120,49
4:00-5:00	193,08	180,62	154,44	144,49
5:00-6:00	214,46	200,74	171,59	160,61
6:00-7:00	429,03	401,48	343,17	321,23
7:00-8:00	643,48	602,21	514,76	481,84
8:00-9:00	589,87	552,03	471,89	441,60
9:00-10:00	536,25	501,84	429,03	401,48
10:00-11:00	536,25	501,84	429,03	401,48
11:00-12:00	536,25	501,84	429,03	401,48
12:00-13:00	536,25	501,84	429,03	401,48
13:00-14:00	536,25	501,84	429,03	401,48
14:00-15:00	482,64	451,66	386,04	361,35
15:00-16:00	429,03	401,48	343,17	321,23
16:00-17:00	536,25	501,84	429,03	401,48
17:00-18:00	643,48	602,21	514,76	481,84
18:00-19:00	858,05	802,95	686,35	642,45
19:00-20:00	1072,51	1003,80	858,05	802,95
20:00-21:00	965,28	903,32	772,20	722,70
21:00-22:00	858,05	802,95	686,35	642,45
22:00-23:00	600,61	562,09	480,47	449,72
23:00-24:00	343,17	321,23	274,59	256,98

Аналіз даних, представлених в таблиці 2.2, дозволяє зробити наступні висновки: завантаження трансформаторів при проходженні вечірнього максимуму близька до номінальної, проте вона може виявитися неприпустимою в післяаварійний режимі роботи, існуючі трансформатори по

здатності навантаження не зможуть реалізувати її, що викличе необхідність оцінити доцільність встановлення трансформаторів більшої потужності, або необхідно буде розглянути можливі заходи щодо задоволення режимів навантаження.

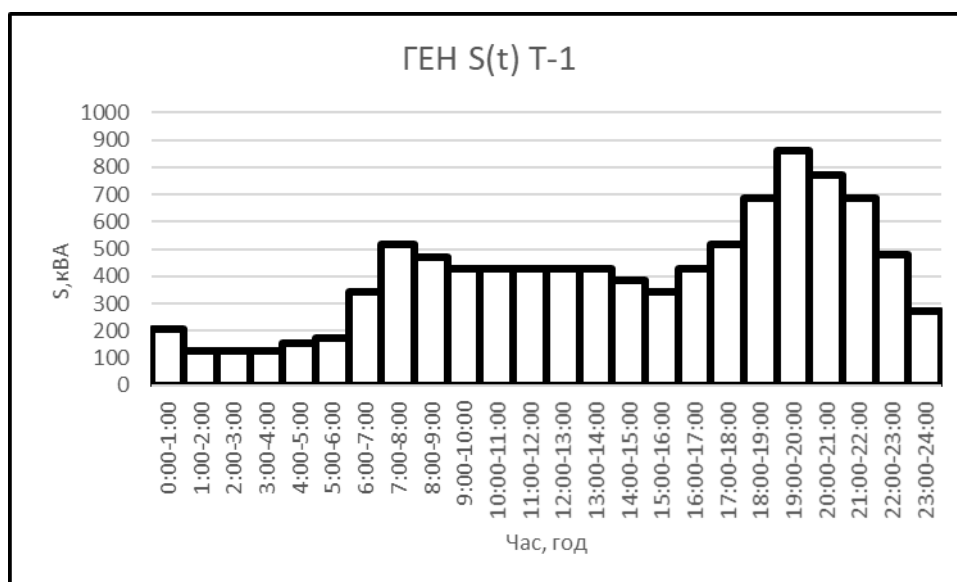


Рис. 2.1 – ГЕН трансформатора T1-1000 кВА ТП-311

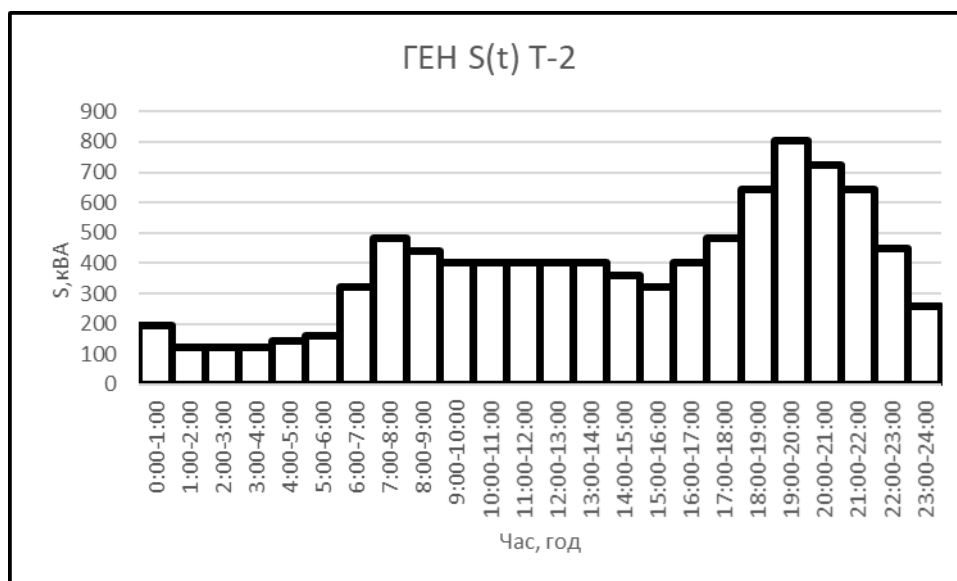


Рис. 2.2 – ГЕН трансформатора T2-1000 кВА ТП-311

2.2 Визначення відпрацьованого ресурсу і зносу ізоляції обмоток трансформаторів

Оцінку ефективності використання трансформаторів по навантажувальній здатності оцінимо по зносу ізоляції їх обмоток, тому що термін служби головною ізоляції є основним індикатором відпрацьованого терміну трансформатора в цілому. Для цього скористаємося методикою, представленою в ГОСТ 14209-97 «Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів».

Трансформатори, встановлені на ТП-6/0,4 кВ по номінальній потужності відносяться до розподільних (до 2500 кВА) з охолодженням типу ONAN (природна циркуляція повітря і масла).

Як приклад зробимо розрахунок зносу ізоляції обмоток для трансформаторів, встановлених на ТП-6/0,4кВ.

Розрахунок зносу ведеться окремо для літнього та зимового періодів, приймаючи кількість літніх діб 155, а зимових – 210.

За даним режимних замірів попередньо визначаємо коефіцієнти завантаження трансформатора протягом кожного інтервалу часу.

$$K_{zi} = \frac{S_i}{S_{ном.т}},$$

де S_i – значення повного навантаження кожного інтервалу часу, А;

$S_{ном.т}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА.

Наприклад, для інтервалу часу 00: 00-01: 00 для 1Т-1000 кВА 16.12.2017 року (див. табл. 2.2) завантаження становила:

$$K_{з1} = \frac{257,44}{1000} = 0,257$$

Аналогічно знаходимо коефіцієнти завантаження для інших інтервалів часу і літніх режимних замірів. Результати розрахунків зводимо в табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Загрузка трансформаторов ТП-6/0,4 за добу

Час доби	Зимний період		Літній період	
	ТМ -1000 №1	ТМ -1000 №2	ТМ -1000 №1	ТМ -1000 №2
0:00-1:00	0,26	0,24	0,21	0,19
1:00-2:00	0,16	0,15	0,13	0,12
2:00-3:00	0,16	0,15	0,13	0,12
3:00-4:00	0,16	0,15	0,13	0,12
4:00-5:00	0,19	0,18	0,15	0,14
5:00-6:00	0,21	0,20	0,17	0,16
6:00-7:00	0,43	0,40	0,34	0,32
7:00-8:00	0,64	0,60	0,51	0,48
8:00-9:00	0,59	0,55	0,47	0,44
9:00-10:00	0,54	0,50	0,43	0,40
10:00-11:00	0,54	0,50	0,43	0,40
11:00-12:00	0,54	0,50	0,43	0,40
12:00-13:00	0,54	0,50	0,43	0,40
13:00-14:00	0,54	0,50	0,43	0,40
14:00-15:00	0,48	0,45	0,39	0,36
15:00-16:00	0,43	0,40	0,34	0,32
16:00-17:00	0,54	0,50	0,43	0,40
17:00-18:00	0,64	0,60	0,51	0,48
18:00-19:00	0,86	0,80	0,69	0,64
19:00-20:00	1,07	1,00	0,86	0,80
20:00-21:00	0,97	0,90	0,77	0,72
21:00-22:00	0,86	0,80	0,69	0,64
22:00-23:00	0,60	0,56	0,48	0,45
23:00-24:00	0,34	0,32	0,27	0,26

Для даних ГЕН доцільно розглянути можливість вибору трансформаторів потужністю 1000 кВА.

Таблиця 2.4 – Завантаження існуючих трансформаторів ТП-6/0,4 кВ

Час дня	Зимовий період		
	ТМ -1000 №1	ТМ -1000 №1	ПА-режим
	K_z	K_z	$K_{ав}$
0:00-1:00	0,26	0,24	0,5
1:00-2:00	0,16	0,15	0,31
2:00-3:00	0,16	0,15	0,31
3:00-4:00	0,16	0,15	0,31
4:00-5:00	0,19	0,18	0,37
5:00-6:00	0,21	0,20	0,41
6:00-7:00	0,43	0,40	0,83
7:00-8:00	0,64	0,60	1,24
8:00-9:00	0,59	0,55	1,14
9:00-10:00	0,54	0,50	1,04
10:00-11:00	0,54	0,50	1,04
11:00-12:00	0,54	0,50	1,04
12:00-13:00	0,54	0,50	1,04
13:00-14:00	0,54	0,50	1,04
14:00-15:00	0,48	0,45	0,93
15:00-16:00	0,43	0,40	0,83
16:00-17:00	0,54	0,50	1,04
17:00-18:00	0,64	0,60	1,24
18:00-19:00	0,86	0,80	1,66
19:00-20:00	1,07	1,00	2,07
20:00-21:00	0,97	0,90	1,87
21:00-22:00	0,86	0,80	1,66
22:00-23:00	0,60	0,56	1,16
23:00-24:00	0,34	0,32	0,66

Виходячи з даних таблиці 2.9, робимо висновок, що в нормальному режимі роботи трансформатори потужністю 1000 кВА будуть перевантажені в допустимих межах ($K_1 = 0,59$, $K_2 = 1,59$, $K_{2\text{доп}} = 1,9$), тому режими систематичних навантажень для них будуть задовільними.

У післяаварійному режимі роботи для зимового періоду будуть спостерігатися перевантаження з 18:00 до 24:00, що вимагає виконання перевірки добового зносу трансформатора і оцінки температури найбільш нагрітої точки обмотки.

Відповідно до ГОСТ 14209-97 виконаємо аналіз режиму тривалих аварійних перевантажень (післяаварійний режим роботи).

Виконаємо перетворення вихідного режиму навантаження трансформатора в ПА-режимі в добовий, еквівалентний по втратах, двоступеневий прямокутний графік з поданням навантаження в частках номінальної потужності.

1. Визначаємо проміжок часу, протягом якого навантаження трансформатора перевищує номінальну. Тривалість перевантаження складе $h' = 14$ ч.

3. Частина, що залишилася початкового графіка з меншим навантаженням складається з $m=10$ інтервалів тривалістю $\Delta t = 1$ ч кожен.

4. Розрахуємо початкове навантаження K_1 еквівалентного графіка

$$K_1 = \sqrt{\frac{\Delta t \sum_{i=1}^m (K_1^2 + K_2^2 + \dots + K_{24}^2)}{m \cdot \Delta t}} = \sqrt{\frac{1 \cdot (0,5^2 + 0,31^2 + \dots + 0,66^2)}{10 \cdot 1}} = 1,59$$

5. Ділянка перевантаження h' а початковому графіку навантаження складається з $p=15$ інтервалів тривалістю $\Delta t = 1$ ч.

6. Розраховуємо попереднє перевищення перевантаження еквівалентного графіка навантаження

$$K_2 = \sqrt{\frac{\Delta t \sum_{i=1}^m (K_8^2 + K_9^2 + \dots + K_{23}^2)}{m \cdot \Delta t}} = \sqrt{\frac{1 \cdot (1,24^2 + 1,14^2 + \dots + 1,16^2)}{10 \cdot 1}} = 1,59$$

7. Порівнюємо значення K'_2 з K_{max} початкового графіка навантаження:

$$0,9K_{max} = 0,9 \cdot 2,07 = 1,9$$

Так як, $K'_2 < 0,9K_{\max}$, слід прийняти $K_2 = 0,9K_{\max} = 1,9$, а перевантаження еквівалентного графіка навантаження розраховуємо за формулою:

$$h = \frac{(K_2')^2 \cdot h'}{(0,9 \cdot K_{\max})^2} = \frac{(1,59)^2 \cdot 14}{(1,9)^2} = 9,8 \text{ ч}$$

Аналізуємо:

- трансформатори розподільні потужності з охолодженням *ONAN*;
- попереднє навантаження $K_1 = 0,59$;
- значення перевантаження $K_2 = 1,9$;
- тривалості перевантаження 9,8 ч;
- еквівалентна зимова температура для м. Дніпра – $-4,4^\circ\text{C}$

За таблицями 10-11 (ГОСТ-14209-97) шляхом інтерполяції знаходимо добовий знос трансформатора і температуру ННТ обмотки:

- добовий знос складе 56 «нормальних» діб, а максимальна температура ННТ обмотки досягне 176°C , що є неприпустимим.

Застосування трансформаторів потужністю по 1000 кВА неприйнятно.

Аналогічно розраховуємо для трансформатора ТМ-1600/6/0,4 .

Добовий знос складе 3 «нормальних» діб, а максимальна температура ННТ обмотки досягне 95°C , що задовольняє умови ГОСТу.

2.3 Розрахунок електричних навантажень споживачів

Адекватна оцінка електричних навантажень є передумовою ефективного вирішення складного комплексу технічних і економічних питань, що виникають при забезпеченні електропостачання об'єктів. Відповідно до класифікації споживачів міських мереж за категоріями надійності електропостачання, споживачі, які отримують живлення від ЗТП-6/0,4, відносяться переважно до другої категорії. До даної категорії відносяться наступні споживачі розглянутого району:

- а) житлові будинки з електроплитами поверховістю більше 9-ти поверхів;
- б) дитячі установи;

Споживачі другої категорії, згідно вимог здійснення безперебійності електропостачання або максимального скорочення часу його перерви (час виїзду працівників ОББ), мають два введення на стороні 0,4 кВ – робочий і резервний. Трансформатори на стороні 6 кВ резервуються між собою секційним комутаційним апаратом, також, як і секції шин 0,4 кВ. На стороні 0,4 кВ ГРЩ повинен комплектуватися пристроєм АВР.

Для електропостачання районів з електроприймачами першої та другої категорії рекомендується застосування на напругу 6 кВ комбінованої петлевої двопроменової схеми з двостороннім живленням. Потужність силових масляних трансформаторів і їх перевантаження визначаються відповідно до методики, наведеної в ГОСТ 14209-97.

Метод розрахунку електричних навантажень – за питомими нормами відповідно до державних будівельних норм ДБН В 2.5-23-2010 [3]. При розрахунках і проектуванні систем електропостачання міських мереж необхідно враховувати такі основні показники:

- характеристика споживача і його питомі показники навантаження: наприклад, для дитсадка даний показник буде залежати від числа учнів; для житлових багатоповерхових будинків – від кількості квартир в будинку, його поверховості, кількості ліфтів, характеристик санітарно-технічних пристроїв,

що використовуються плит для приготування їжі. Для громадських будівель і промислових підприємств питомі показники навантаження будуть залежати вже від інших параметрів.

Відзначимо, що споживачі ЗТП-6/0,4 отримують живлення від двохтрансформаторної підстанції з маслонаповненими трансформаторами типу ТМ. Дані трансформатори мають потужність – Т1 – 1600 кВА і Т2 – 1600 кВА.

Вихідними даними для розрахунку електричних навантажень на шинах підстанції для вибору трансформатора є характеристики і тип споживачів. Розрахунок електричних навантажень виробляємо відповідно до нормативного документа ДБН В 2.5-23-2010 [3]. У таблиці 2.8 наведено склад і характеристики споживачів, які отримують живлення від ЗТП-6/0,4, навантаження яких необхідно визначити.

Таблиця 2.5

Склад і характеристика споживачів ТП-6/0,4

Споживач	Характеристика	Кількість квартир / площа / місця
ПП (кіоск)	кіоск	15 м ²
Адміністративна будівля	Адміністративна будівля	150 кВт
ПП (магазин)	магазин	40 м ²
Установа зв'язку	установка зв'язку	6 кВт
Підприємство роздрібна торгівля	Підприємство роздрібно торгівлі	650 м ²
Дитячий садок	Дошкільний навчальний заклад №309	195 дітей
Адміністративна будівля	Адміністративна будівля	
Будинок №1	Житловий будинок, 16 поверхів	83 квартири
Будинок №2	Житловий будинок, 16 поверхів	83 квартири
Будинок №3	Житловий будинок, 16 поверхів	83 квартири
Будинок №4	Житловий будинок, 16 поверхів	83 квартири
Будинок №5	Житловий будинок, 16 поверхів	83 квартири
Будинок №6	Житловий будинок, 12 поверхів, з під'їздом	187 квартири
Котельня	Котельня	160 кВт
Освітлення	Зовнішнє освітлення вулиць	50 кВт
Підприємство роздрібно торгівлі	Підприємство роздрібно торгівлі	195 м ²

Зробимо розрахунок електричних навантажень для кожного з представлених в таблиці споживачів відповідно до [3].

Для розрахунків житлових будинків і споруд використовують такий показник як питома навантаження, який визначений для споживача конкретного типу в залежності від його характеристики. Наприклад, для житлових будинків цей показник залежить від кількості квартир і типу використовуваних плит для приготування їжі (електричні, газові), а також від наявності або відсутності кондиціонування повітря.

Розрахункова активне навантаження P_p об'єкта при цьому визначається з виразу:

$$P_p = P_{уд} \cdot N,$$

де $P_{уд}$ – питома навантаження, кВт/квартира(м², місце);

N – кількість квартир (площа, місць).

Для житлових будинків, обладнаних силовими електроприймачами (ліфтове обладнання, санітарно-технічне обладнання) дані споживачі також повинні бути враховані в розрахунку при приведенні загального навантаження до введення 0,4 кВ.

Як приклад зробимо розрахунок навантажень житлового будинку.

Вихідні дані:

- кількість поверхів – 12;
- кількість квартир – 187 (3 під'їзди);
- використовувані плити – електричні з потужністю до 8,5 кВт;
- кількість під'їздів – 3;
- кількість ліфтів в під'їзді – 2 (вантажний вантажопідйомністю 1000 кг, потужність електродвигунів 9 кВт, пасажирський – 400 кг, 6 кВт);
- санітарно-технічне обладнання – два насоси водопостачання потужністю по 2,5 кВт

Згідно таблиці 3.1 [3] визначаємо питома навантаження однієї квартири для даного типу житлового будинку з кількістю квартир 187. Шляхом інтерполяції даних, представлених в таблиці знаходимо $P_{уд.кв} = 1,58$.

Визначаємо розрахункову активну навантаження групи жителів, наведену до введення 0,4 кВ:

$$P_{p.ж} = P_{уд.кв} \cdot N_{кв} = 1,58 \cdot 187 = 295 \text{ кВт}$$

По таблиці 3.14 приймаємо для даного типу житлового будинку коефіцієнти: $\cos\varphi_{кв} = 0,93$; $\tg\varphi_{кв} = 0,4$.

Визначаємо розрахункову реактивну навантаження групи жителів, наведену до введення 0,4 кВ:

$$Q_{p.ж} = P_{p.ж} \cdot \tg\varphi_{кв} = 295 \cdot 0,4 = 118 \text{ кВар}$$

Визначаємо навантаження силових електроприймачів.

8. Ліфтові установки.

Визначаємо розрахункову активну навантаження ліфтового обладнання, наведену до введення 0,4 кВ:

$$P_{p.л} = \Sigma P_{уст.л} \cdot K_{с.л},$$

де $K_{с.л} = 0,8$ – коефіцієнт попиту ліфтових установок відповідно до таблиці 3.5 [3]

$$P_{p.л} = 3 \cdot (6+9) \cdot 0,8 = 36 \text{ кВт},$$

По таблиці 3.6 [3] знаходимо $\cos\varphi_{л} = 0,65$; $\tg\varphi_{л} = 1,17$.

Визначаємо розрахункову реактивну навантаження ліфтового обладнання, наведену до введення 0,4 кВ:

$$Q_{p.л} = P_{p.л} \cdot \tg\varphi_{л} = 36 \cdot 1,17 = 42,1 \text{ квар}$$

2. Санітарно-технічні установки.

Визначаємо розрахункову активну навантаження санітарно-технічного обладнання, наведену до введення 0,4 кВ:

$$P_{p.сан} = \Sigma P_{уст.сан} \cdot K_{с.сан},$$

де $K_{с.сан} = 1$ – коефіцієнт попиту насосів водопостачання відповідно до таблиці 3.11 [3]

$$P_{p.сан} = (2,5+2,5) \cdot 1 = 5 \text{ кВт},$$

По таблиці 3.4 [3] знаходимо $\cos\varphi_{сан} = 0,8$; $\operatorname{tg}\varphi_{сан} = 0,75$.

Визначаємо розрахункову реактивну навантаження ліфтового санітарно-технічного, наведену до введення 0,4 кВ:

$$Q_{p.сан} = P_{p.сан} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{сан} = 5 \cdot 0,75 = 3,75 \text{ квар}$$

Визначаємо загальне навантаження житлового будинку, наведену до шин введення 0,4 кВ:

- активна:

$$P_{p.ж.д} = P_{p.ж} + 0,9 \cdot (P_{p.л} + P_{p.сан}) = 295 + 0,9 \cdot (24 + 11) = 326,5 \text{ кВт}$$

- реактивна:

$$Q_{p.ж.д} = Q_{p.ж} + 0,9 \cdot (Q_{p.л} + Q_{p.сан}) = 118 + 0,9 \cdot (28,1 + 8,25) = 150,7 \text{ квар}$$

Аналогічним чином виконаємо розрахунки для інших споживачів. Результати зведемо в таблиці 2.2-2.3.

Таблиця 2.6 – Розрахунок електричних навантажень житлових будинків

Найменування	Тип	кількість квартир	Питоме навантаження кВт / кв	Розрахункові коефіцієнти		Розрахунок ва активне навантаження групи жителів, наведена до введення 0,4 кВ в житловий будинок, Рр.ж., кВт	Розрахунковий активне навантаження групи жителів, наведена до введення 0,4 кВ в житловий будинок, Рр.ж., кВт
				потужність (cosφ)	реактивного навантаження (tgφ)		
Будинок №1	9-поверховий будинок з плитами на природному газі і побутовими кондиціонерами повітря	83	2,063	0,93	0,4	171	69
Будинок №2	9-поверховий будинок з плитами на природному газі і побутовими кондиціонерами повітря	83	2,063	0,93	0,4	171	69
Будинок №3	9-поверховий будинок з плитами на природному газі і побутовими кондиціонерами повітря	83	2,063	0,93	0,4	171	69
Будинок №4	9-поверховий будинок з плитами на природному газі і побутовими кондиціонерами повітря	83	2,063	0,93	0,4	171	69
Будинок №5	9-поверховий будинок з плитами на природному газі і побутовими кондиціонерами повітря	83	2,063	0,93	0,4	171	69
Будинок №6	12-поверховий будинок з електроплитами до 8,5 кВт і побутовими кондиціонерами повітря	187	1,58	0,93	0,4	326,5	150,7

Продовження табл. 2.6

Найменування	Кількість ліфтів		Потужність електродвигунів ліфтів, кВт		Коефіцієнт попиту ліфтових установок, Кс.л	Розрахункові коефіцієнти		Розрахунок активне навантаження ліфтів, наведена до введення 0,4 кВ в житловий будинок, Рр.л., кВт	Розрахунок реактивна навантаження ліфтів, наведена до введення 0,4 кВ в житловий будинок, Qр.л., квар
						потужності (cosφ)	реактивного навантаження (tgφ)		
Будинок №1	3	3	6	9	0,8	0,65	1,17	36	42,1
Будинок №2	2	2	6	9	0,8	0,65	1,17	24	28,1
Будинок №3	1	1	6	9	0,8	0,65	1,17	12	14,0
Будинок №4	1	1	6	9	0,8	0,65	1,17	12	14,0
Будинок №5	1	1	6	9	0,8	0,65	1,17	12	14,0
Будинок №6	1	1	6	9	0,8	0,65	1,17	12	14,0

Продовження табл. 2.6

Найменування	Кількість санітарно-технічних пристроїв (насоси водопостачання)	Потужність електродвигунів насосів, кВт	Коефіцієнт попиту насосних установок, Кс.сан	Розрахункові коефіцієнти		Розрахунок активне навантаження насосів, приведена до введення 0,4 кВ в житловий будинок, Рр.сан., кВт	Розрахунок реактивна навантаження насосів, приведена до введення 0,4 кВ в житловий будинок, Qр.сан, квар	Розрахунок активне навантаження житлового будинку, наведена до введення 0,4 кВ в житловий будинок, Рр.ж.д, кВт	Розрахунок реактивна навантаження житлового будинку, наведена до введення 0,4 кВ в житловий будинок, Qр.ж.д, квар
				потужності (cosφ)	реактивного навантаження (tgφ)				
Будинок №1	2	2,5	1	0,8	0,75	5	3,8	290	145
Будинок №2	2	5,5	1	0,8	0,75	11	8,3	180	94
Будинок №3	3	5,5	1	0,8	0,75	16,5	12,4	173	85
Будинок №4	3	5,5	1	0,8	0,75	16,5	12,4	173	85
Будинок №5	3	5,5	1	0,8	0,75	16,5	12,4	173	85
Будинок №6	2	5,5	1	0,8	0,75	11	8,3	168	80

Таблиця 2.7

Розрахунок електричних навантажень інших споживачів та установ

Найменування	Тип	Кількість місць	Питоме навантаження кВт / місце	Розрахункові коефіцієнти		Розрахункова активне навантаження установи, наведена до введення 0,4 кВ Рр.уч, кВт	Розрахункова реактивна навантаження установи, наведена до введення 0,4 кВ Qр.уч, квар
				потужності (cosφ)	реактивного навантаження (tgφ)		
ПП (кіоск)	Кіоск	15	0,23	0,85	0,75	3,6	2,73
ПП (магазин)	Магазин	40	0,25	0,8	0,75	9,7	7,3
Підприємство роздрібної торгівлі	Підприємство роздрібної торгівлі	650	0,25	0,8	0,75	162,5	121,9
Дитячий садок	Дитячий дошкільний заклад повністю електрифікований	195	0,45	0,98	0,2	147	29,2
Підприємство роздрібної торгівлі	Підприємство роздрібної торгівлі	150	0,48	0,9	0,48	93,6	45

2.4 Вибір ліній 6 кВ

1. Вибір кабелю від РУ-6 кВ до трансформатора.

Перетин кабелю вибираємо по економічній щільності струму:

$$F_e = I_{н.р} / j_e ,$$

де $I_{н.р}$ – струм нормального режиму роботи, А;

j_e – економічна щільність струму, А/мм².

Для кабелів з алюмінієвими жилами, що живлять споживачів міських електричних мереж приймаємо $j_e = 1,4$ А/мм².

Визначаємо струм трансформатора в нормальному режимі роботи:

$$I_{н.р.т.} = \frac{\beta_{н.р.} S_{нт}}{\sqrt{3} U_n} = \frac{0,7 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 107,7 \text{ А},$$

де $\beta_{н.р.}$ – завантаження трансформатора в нормальному режимі роботи.

Тоді економічно доцільне перетин буде:

$$F_e = \frac{107,7}{1,4} = 77 \text{ мм}^2,$$

Найближче стандартне перетин буде 95 мм². Попередньо приймаємо кабель марки ААШВ -3×95, $I_{доп} = 214$ А.

Перевіряємо кабель по нагріванню в післяаварійному режимі (при виході з ладу іншого кабелю і харчування навантаження по одному кабелю):

$$I_{ав} \leq I'_{доп} ,$$

де $I_{ав}$ – струм післяаварійного режиму, А; $I'_{доп}$ – допустимий струм, А.

$$I'_{доп} = k_1 k_2 k_3 I_{доп} ,$$

де $k_1 = 1$ – коефіцієнт, що враховує температуру навколишнього середовища (вважаємо, що температура ґрунту не відрізняється від нормальної 15°C) $k_2 = 1$

– коефіцієнт, що враховує число поруч прокладених в землі кабелів k_3 – коефіцієнт, що враховує допустиму перевантаження в післяаварійний режимі. При початковому завантаженні 0,45 коефіцієнт $k_3 = 1,25$ (6 годин на добу протягом 5 днів).

$$I'_{доп} = 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 107,7 = 134,6 \text{ А.}$$

Струм в післяаварійному режимі дорівнює:

$$I_{ав} = \frac{1,4 S_{шт}}{\sqrt{3} U_{вн}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 215,5 \text{ А;}$$

$$134,6 \text{ А} < 215,5 \text{ А} \text{ – умова виконується}$$

Перевіряємо кабелі на термічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання. Умова перевірки:

$$F_{\min} \leq F,$$

де F_{\min} – мінімальний переріз провідника, що відповідає вимогі його термічної стійкості при короткому замиканні, мм^2 .

$$F_{\min} \leq \frac{I_{пт} \sqrt{t_{откл} + T_a}}{C},$$

де $I_{пт}$ – періодичний струм трифазного КЗ, А; $t_{откл}$ – час протікання струму КЗ, с; T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ, що дорівнює для розподільних мереж напругою 6 кВ 0,01 с [6]; C – що дорівнює для розподільних мереж напругою 6 кВ $C = 94 \text{ А} \cdot \text{с}^{-1/2} / \text{мм}^2$ [6].

Величину струму КЗ визначаємо по заданій потужності КЗ $S_{кз}$ на шинах джерела живлення:

$$I_{п0} = \frac{S_{кз}}{\sqrt{3} U_{ср.н}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \times 10^3 = 10447 \text{ А.}$$

Згідно ПУЕ, час дії струму КЗ буде складатися з часу дії основного релейного захисту даної ланцюга t_{pz} і часу перегорання плавкої вставки запобіжника $t_{нл.нр}$. Приймаємо, що кабелі підключені до РУ 6 кВ через запобіжники типу ПК-10 з $t_{нл.нр} = 0,01$ с. Час дії релейного захисту приймаємо рівним $trз = 0,01$ с. Тоді: $t_{откл} = t_{pz} + t_{нл.нр} = 0,01 + 0,01 = 0,02$ с;

$$F_{\min} = \frac{10477 \cdot \sqrt{0,02 + 0,01}}{94} = 19,6 \text{ мм}^2;$$

$$19,6 \text{ мм}^2 < 50 \text{ мм}^2 - \text{умова виконується.}$$

Тому, остаточно приймаємо живлення кожного трансформатора ТП кабелем марки ААШВ-3×95, $I_{дон} = 149$ А, $r_0 = 0,64$ Ом/км; $x_0 = 0,08$ Ом/км.

2. Вибір живильної міжпідстанційної кабельної лінії 6 кВ.

Особливістю схем електропостачання міських електричних мереж є те, що вони – кільцеві. В таких схемах кожна підстанція резервується від однієї або декількох сусідніх, які отримують живлення від розподільчого пункту або розподільчого пристрою 6 кВ міської знижувальної підстанції. Таким чином, ланцюжок резервування може складатися з n -ого кількості підстанцій (зазвичай не перевищує десяти). Найбільш важкий режим буде спостерігатися при відмові вимикача або пробой кабелю, що йде від живлячої РП, тобто на першій ділянці ланцюжка. Це викликає необхідність вибору кабельної лінії з істотно завищеними параметрами для нормального режиму, яка зможе реалізувати післяаварійний режим і витримати транзитну навантаження, забезпечивши тим самим резервування та безперебійність живлення споживачів.

Для даної підстанції при виході з ладу вимикача або КЛ, які отримують живлення від осередку №19 і 20 ЦРП- 1.

Перетин кабелю вибираємо по економічній щільності струму:

$$F_e = I_{н.р} / j_e ,$$

Економічно доцільне перетин буде збігатися з отриманим раніше для кабелю від РУ-6 кВ ЗТП-6/0,4 до трансформатора:

$$F_e = \frac{107,7}{1,4} = 77 \text{ мм}^2,$$

Найближче стандартне перетин буде 95 мм². Попередньо приймаємо кабель марки ААШВ -3×95, I_{доп} = 213 А.

Перевіряємо кабель по нагріванню в післяаварійний режимі (при виході з ладу іншого кабелю і живлення навантаження по одному кабелю):

$$I_{ав} \leq I'_{доп},$$

де I_{ав} – струм післяаварійного режиму, А; I'_{доп} – допустимий струм, А.

$$I'_{доп} = k_1 k_2 k_3 I_{доп},$$

де k₁ = 1 – коефіцієнт, що враховує температуру навколишнього середовища (вважаємо, що температура ґрунту не відрізняється від нормальної 15°C) k₂ = 0,92 – коефіцієнт, що враховує число поруч прокладених в землі кабелів k₃ – коефіцієнт, що враховує допустиму перевантаження в післяаварійний режимі. При початковому завантаженні 0,45 коефіцієнт k₃ = 1,25 (6 годин на добу протягом 5 днів).

$$I'_{доп} = 1 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 149 = 186,25 \text{ А}$$

струм в післяаварійному режимі при виході з ладу лінії живлення ЦРП-1(яч. 19, 20) дорівнює:

$$I_{ав} = \frac{S_{нм141} + S_{нм129} + S_{нм}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{630 + 630 + 1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 274 \text{ А};$$

$$274 \text{ А} < 186,3 \text{ А} \text{ – умова не виконується,}$$

Тому приймаємо кабелі живлення 6 кВ типу ААШВ – 3×150, I_{доп} = 275 А.

Від трансформатора до РЩ-0,4 кВ приймаємо живильну лінію, виконану алюмінієвим струмопроводом марки АТ 80х5.

2.5 Вибір високовольтних вимикачів.

Зробимо вибір високовольтних вакуумних вимикачів для заміни встановлених в ЗТП-6/0,4 вимикачів навантаження з запобіжниками. Попередньо приймаємо до установки вакуумні вимикачі типу ВР-1 і знаходимо необхідні дані для їх вибору.

Умови вибору:

8) по номінальній напрузі:

$$U_H \geq U_{уст} ,$$

$$10 > 6 \text{ кВ} - \text{умова виконується};$$

2) по номінальному струму:

$$I_H \geq I_{pф} ,$$

$$I_{pф} = 1,4 S_{нт} / (\sqrt{3} U_{вн}) = 1,4 \cdot 1600 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 215,5 \text{ А},$$

$$630 > 215,5 \text{ А} - \text{умова виконується};$$

3) по струму відключення:

$$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$$

$$20 \text{ кА} > 10,48 \text{ кА}$$

3.1) аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau_2} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10,48 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 6 \text{ кА},$$

де τ - найменший час від початку КЗ до розходження контактів вимикача:

$$\tau = t_{ев} + t_{pz.min} = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с},$$

$t_{pz.min} = 0,01 \text{ с}$ – мінімальний час спрацювання релейного захисту

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ, що дорівнює для розподільних мереж напругою 6 кВ – 0,05 с [6]

4) Найбільший пік струму КЗ визначаємо:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{по} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 10,48 = 26,8 \text{ кА}$$

де $K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1 + 0,818 = 1,82$ - ударний коефіцієнт струму КЗ.

5) ударний коефіцієнт струму КЗ.

Для виконання перевірки комутаційних апаратів, шин і кабелів на термічну стійкість визначаємо теплової імпульс струму короткого замикання B_k . При цьому на рівні одиничних приєднань споживачів приймаємо час дії релейного захисту 0,1 с. Також враховуємо повне час відключення вимикачів і час загасання аперіодичної складової струму КЗ.

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (T_{откл} + T_a) = 10,48^2 \cdot (0,155 + 0,05) = 17,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $T_{откл} = t_{рз} + t_{не} = 0,1 + 0,055 = 1,155$ с – час дії струму КЗ, складається з повного часу відключення вимикача і часу дії основного релейного захисту.

За наведеними вище умовами вибираємо вимикач введення на стороні високої напруги по перерахованим вище умовам.

Таблиця 2.8

Тип вимикача приєднання	Вимикачі РУ-6 кВ для ТП-6/0,4 ВР1-10-20/630У2	
умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_H \geq U_{уст}, кВ$	10	6
$I_H \geq I_{рф}, А$	630	54
$I_{откл.ном} \geq I_{нт}, кА$	20	10,4
$\sqrt{2}I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{нт} + i_{ат}$	$\sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{35}{100}\right) = 38,2$	20,7
$i_{дин} \geq i_y, кА$	52	26,8
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, кА^2 \cdot с$	4800	17,3

Таким чином, остаточно приймаємо вимикачі типу ВР1-10-20/630У1 для ліній введення напруги 6 кВ.

2.6 Вибір ввідних вимикачів 0,4 кВ

Вибір ведемо по розрахунковому току післяаварійного режиму (при виході з ладу трансформатора).

$$I_p = \frac{K_{ав} S_{нт}}{\sqrt{3} U_{нн}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 3403,3 \text{ А.}$$

Умови вибору:

- по номінальній напрузі: $380 < 660 \text{ (В)}$;
- по номінальному струму автомата: $3403 < 4000 \text{ (А)}$;
- по номінальному струму розчеплювача: $2127 < 2500 \text{ (А)}$.

Приймаємо автомат типу ВА75-47: $I_{н.авт} = 4000 \text{ А}$; $I_{нр} = 4000 \text{ А}$.

Вибираємо уставки автомата

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження $I_{ср.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 5000 \text{ А}$.

2. Уставка струму спрацювання захисту від КЗ I_{co}

$$\text{Приймаємо } I_{св} = 2 \cdot I_{н.р.} = 2 \cdot 4000 = 8000 \text{ А.}$$

3. Уставка часу спрацювання захисту при перевантаженні, що дорівнює $1,25I_{н.р}=5000 \text{ А, } t_{пер} = 1000 \text{ с.}$

4. Уставка часу спрацювання захисту при токах КЗ t_{co} . Приймаємо $t_{co} = 0,3 \text{ с,}$ що в 3 рази більше часу спрацювання захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5. Струм спрацювання миттєвого захисту 50 кА.

2.7 Вибір секційного вимикача.

Секційний вимикач вибираємо при збереженні живлення для споживачів другої категорії в післяаварійному режимі роботи.

$$I_{н.р} = \frac{K_{ав} S_{шт}}{\sqrt{3} U_{нн}} = \frac{0,7 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1701,6 \text{ А.}$$

Умови вибору:

- по номінальній напрузі: $380 < 400 \text{ (В);}$
- по номінальному струму автомата: $1702 < 2500 \text{ (А);}$
- по номінальному струму розчеплювача: $1702 < 2500 \text{ (А).}$

Приймаємо автомат типу ВА55-45: $I_{н.авт} = 2500 \text{ А; } I_{нр} = 2500 \text{ А.}$

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацювання захисту від перевантаження $I_{ср.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 3125 \text{ А.}$

2. Уставка струму спрацювання захисту від КЗ $I_{св}$

$$\text{Приймаємо } I_{св} = 2 \cdot I_{н.р.} = 2 \cdot 2500 = 5000 \text{ А.}$$

3. Уставка часу спрацювання захисту при перевантаженні, що дорівнює $1,25I_{н.р}=1000 \text{ А, } t_{пер} = 600 \text{ с.}$

4. Уставка часу спрацювання захисту при токах КЗ t_{co} . Приймаємо $t_{co} = 0,3 \text{ с,}$ що в 3 рази більше часу спрацювання захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5. Струм спрацювання миттєвої захисту 31 кА.

2.8 Вибір захисних апаратів і провідників окремих споживачів.

Для захисту електроприймачів і мереж від струмів КЗ служать автоматичні вимикачі без витримки часу і запобіжники, а для захисту від перевантаження – розчеплювачі в автоматичних вимикачах і теплові реле. Вибір комутаційних апаратів і провідників виконуємо для типових електроприймачів цеху. Для підвищення надійності електропостачання та з метою вдосконалення системи електропостачання виконаємо реконструкцію РУ-0,4 кВ ЗТП-6/0,4 шляхом заміни запобіжників і рубильників на сучасні автоматичні вимикачі.

Автоматичні вимикачі вибираємо за наступними умовами:

- по номінальній напрузі: $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}};$
- по номінальному струму автомата: $I_{\text{м}} \leq I_{\text{ном.авт}};$
- по номінальному струму розчеплювача: $I_{\text{м}} \leq I_{\text{н.расч}}.$

Приймаємо для захисту внутрішньо цехових мереж автоматичні вимикачі серії ВА. При захисті від перевантаження повинно виконуватися умова:

$$I_{\text{ср.п}} = 1,13 \dots 1,45 I_{\text{нр}} \geq 1,2 I_{\text{макс}}.$$

При захисті від струмів КЗ струм спрацьовування електромагнітного розчеплювача автоматичного вимикача з двоступеневою, обмежено-залежною від струму захисної характеристики вибирається за умовою (відсічка струму):

$$I_{\text{с.о}} \geq 1,2 I_{\text{пик}}.$$

Розрахуємо захисні апарати для споживачів, які отримують живлення від ЗТП-6/0,4.

8. Будинок №1

Вихідні дані: $P_{\text{р.жс.д.108}} = 290$ кВт; $Q_{\text{р.жс.д.108}} = 145$ кВар; $U_{\text{ном}} = 380$ В.

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{290^2 + 145^2} = 324 \text{ кВА}$$

Визначаємо номінальний і піковий струми:

$$I_{\text{м}} = I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{295,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 449 \text{ А};$$

$$i_{\text{ник}} = K_n \cdot I_{\text{ном}} = 1,2 \cdot 492 = 591 \text{ А}$$

$$I_{\text{м}} = I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{324 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 492$$

Вибираємо автоматичний вимикач:

- по номінальній напрузі: $380 < 400 \text{ (В)}$;
- по номінальному струму автомата: $492 < 630 \text{ (А)}$;
- по номінальному струму розчеплювача: $492 < 630 \text{ (А)}$.

Приймаємо автомат типу ВА55-37, $I_{\text{н.авт}} = 630 \text{ А}$, $I_{\text{н.р}} = 630 \text{ А}$.

Вибираємо уставки автомата:

Уставка номінального струму розчеплювача $I_{\text{н.р}} = 500 \text{ А}$. Струм захисту від перевантаження дорівнює:

$$I_{\text{ср.л}} = 1,13 \cdot I_{\text{н.р.}} = 1,13 \cdot 630 = 712 \geq 1,2 I_{\text{макс}} = 1,2 \cdot 492 = 591 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Уставка захисту від КЗ ІСО. Значення уставки вибирається за наступним виразом:

$$I_{\text{со}} \geq 1,2 i_{\text{ник}} = 1,2 \cdot 538,8 = 646,5 \text{ А}.$$

Приймаємо значення уставки $I_{\text{со}} \geq 1,2 i_{\text{ник}} = 3 \cdot I_{\text{н.р.}} = 3 \cdot 630 = 1890 \text{ А}$.

Вибираємо кабель живлення для електропостачання будинку. Вибір ведемо по нагріванню: $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{м}}$.

Приймаємо кабель марки ААШВ 2(4×185), $I_{\text{доп}} = 538 \text{ А}$.

$$538 > 492 \text{ (А)} - \text{умова виконується.}$$

Виконуємо перевірку відповідності кабелю заданої автомату:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{ср.л}}}{1,5}$$

$$538 \geq \frac{712}{1,5} = 475 \text{ (А)} - \text{условие выполняется.}$$

Приймаємо кабель марки ААШВ 2(4×185), $I_{\text{доп}} = 538 \text{ А}$ остаточно.

Для інших споживачів вибір автоматичних вимикачів виконується аналогічно. Результати зводимо в таблицю 2.11.

Таблиця 2.9

Захисні апарати і провідники для споживачів ЗТП-6/0,4

Параметри електроприймачів				Вимикач						Тип вимикача	Час спрацювання відсічки	Перевірка перерізу провідника		Тип кабелю і його переріз
				Ін.авт	Ін.р	Іс.п≥1,25*Ім		Іс.о≥1,25*Іпик						
Найменування	Спасч, кВА	Ім,А	Іпик, А	А	А	А	А	А	А	ВА	тс.о., с	Ідоп, А	Іс.п/1,5, А	ААШВ
Будинок №1	324	493	591	630	630	712	616	1890	739	ВА55	0	538	475	2(4х185)
Будинок №2	203	309	370	400	400	452	386	1200	404	ВА55	0	231	301	4х120
Будинок №3	193	293	351	400	400	452	366	1200	384	ВА55	0	231	301	4х120
Будинок №4	193	293	351	400	400	452	366	1200	384	ВА55	0	231	301	4х120
Будинок №5	193	293	351	400	400	452	366	1200	384	ВА55	0	231	301	4х120
Будинок №6	186	283	339	400	400	452	353	1200	370	ВА55	0	231	301	4х120
КП «Калина»	203	309	370	400	400	452	386	1200	342	ВА55	0	231	301	4х95
Дитячий садок	150	228	273	400	400	452	285	1200	251	ВА55	0	231	301	4х95

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.

Для підключення розрахункових лічильників вводів з розрахунковим струмом більше 200 А повинні використовуватися трансформатори струму класу точності не нижче 0,2S.

Трансформатори струму для живлення вимірювальних приладів вибирають по номінальній напрузі, номінальному струму, по класу точності і вторинної навантаженні. ТС для включення лічильників, за якими ведуться грошові розрахунки, повинні мати клас точності 0,2S.

Трансформатори струму вибираються за наступними умовами:

- по номінальній напрузі

$$U_H \geq U_{уст}$$

- за номінальним струмом

$$I_H \geq I_M$$

- номінальний струм вторинної обмотки $I_{2н} = 5A$

- клас точності $K_T = 0,2S$

Трансформатори струму вводів на стороні 0,4 кВ призначені для підключення трифазних лічильників електричної енергії.

Таблиця 2.10

Вибір трансформаторів струму 0,4 кВ для вступних вимикачів

Параметри ТС ТШП-0,66-4000/5УЗ	Умови вибору	
	каталог	Розрахунок
$U_H \geq U_{уст}$	0,66 кВ	0,38 кВ
$I_H \geq I_M$	4000	3403 А
$I_{2н} = 5A$	5 А	5 А
Клас точности	0,2S	

Для трансформаторів струму типу ТШП-0,66 номінальна вторинна навантаження складає $10 \text{ В} \cdot \text{А}$, тобто $Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$ для класу точності 0,5S.

Таблиця 2.11

Навантаження вторинної обмотки трансформатора струму

Прибор	Тип	Навантаження фази, В·А		
		А	В	С
Лічильник активної енергії	ЕТ 3В 5Е 8 ULRT	0,1	0,1	0,1
Всього $S_{приб}$, ВА		0,1	0,1	0,1

Опір приладів:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір провідників:

$$r_{пр} = z_{2н} - r_{приб} - r_K = 0,4 - 0,004 - 0,015 = 0,38 \text{ Ом,}$$

де r_K - перехідний опір контактів.

Приймаємо кабель з мідними жилами, приблизна довжина 4 м. Тоді перетин жил кабелю:

$$q = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 4}{0,38} = 0,184 \text{ мм}^2.$$

де ρ – питомий опір провідника;

l_p - розрахункова довжина проводів при схемі з'єднання ТС в повну зірку.

За вимогами перетин приєднується мідного кабелю повинно бути не менше $2,5 \text{ мм}^2$.

Перевіряємо фактичну розрахункове навантаження на вторинну обмотку ТС:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_p}{q_\phi} = \frac{0,0175 \cdot 4}{2,5} = 0,028 \text{ Ом}.$$

$$z_2 = r_{np} + r_{приб} + r_k = 0,028 + 0,004 + 0,015 = 0,047 \text{ Ом}$$

Для приєднань, що відходять трансформатори струму вибираються аналогічно. Для ліній, що відходять встановлюємо трансформатори струму типу ТОП-0,66 класу точності 0,5S.

Техніко-економічне обґрунтування

3.1 Мета і завдання

У спеціальній частині обґрунтовано заходи щодо підвищення надійності електропостачання споживачів трансформаторної підстанції ЗТП-6/0,4, що знаходиться на балансі Дніпропетровських районних електричних мереж ПАТ «ПЕЕМ ЦЕК». Поліпшення умов електропостачання споживачів по вулиці Робоча виконується шляхом реконструкції ЗТП-6/0,4, яка викликана наявністю в її складі зношене, морально застаріле обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам через низьку надійності, підвищених експлуатаційних витрат.

Також необхідно відзначити, що зрослі навантаження як в літній (кондиціонування повітря), так і в зимовий час (електрообігрівальні прилади, водонагрівачі) призводять до частих відключень споживачів, Недовипуск електроенергії, так як основне обладнання (силові трансформатори) виявляються перевантаженими, їх здатності навантаження може стати недостатньо на покриття навантажень споживачів. Відзначимо, що такі перевантаження і відключення можуть привести до виходу з ладу обладнання, пожежі, тривалих перерв в електропостачанні і іншим наслідкам. Таким чином, реконструкція підстанції безумовно необхідна і актуальна.

Реконструкція та модернізації застарілого обладнання включає:

- заміну трансформаторів, які перенавантажувались;
- заміну функціонально застарілих вимикачів навантаження з запобіжниками на стороні 6 кВ;
- заміну роз'єднувачів і запобіжників на стороні 0,4 кВ на автоматичні вимикачі.

Це дозволить уникнути аварійних ситуацій у зв'язку з підвищеною ймовірністю відмови застарілого обладнання, скоротити експлуатаційні витрати на обслуговування і ремонт існуючого обладнання, підвищити безпеку праці персоналу. Прийняті рішення щодо реконструкції вимагають оцінки економічних показників.

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Розрахунок капітальних витрат на реконструкцію ЗТП виконаємо за показниками вартості її основних елементів: силових трансформаторів, вимикачів навантаження з запобіжниками, автоматичних вимикачів з боку 0,4 кВ.

Капітальні витрати на здійснення варіанту розраховуються наступним чином:

$$K = K_{об} + K_{тр} + K_{мн},$$

де $K_{об}$ – артість обладнання, тис. грн;

$K_{тр}$ – транспортно-заготівельні і складські витрати, тис. грн;

$K_{мн}$ – витрати на монтажно-налагоджувальні роботи, тис. грн;

Розрахунок капітальних витрат наведено в таблиці 3.1 за даними заводів-виробників і представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.1

Розрахунок капітальних витрат

Найменування	Тип	Ціна тис. грн/шт	Кількість, шт	Вартість обладнання $K_{об}$, тис. грн
Трансформатори	ТМ-1600/6/0,4	377	2	754
Високовольтні вакуумні вимикачі	ВР1-10	40	6	240
Автоматичні вимикачі 0,4 кВ	ВА55, 4000 А	57	2	114
	ВА55, 2500 А	50	1	50
	ВА-55, 630 А	20	2	40
	ВА-55, 400 А	9	14	126
Всього:				1324
	Монтажно-налагоджувальні роботи		0,1	132,4
	Транспортно-заготівельні і складські витрати		0,07	92,68
			$K=$	1548,68

$$K_{об\Sigma} = \sum K_{об.i} = 1548,68 \text{ тис. грн}$$

Монтажно-налагоджувальні роботи:

$$K_{МН} = 0,1 \quad K_{об\Sigma} = 0,1 \cdot 1324 = 132,4 \text{ тис. грн};$$

Транспортно-заготівельні і складські витрати:

$$K_{тр} = 0,07 \quad K_{об\Sigma} = 0,07 \cdot 1324 = 92,68 \text{ тис. грн};$$

Капітальні витрати:

$$K = K_{об\sum} + K_{mp} + K_{MH} = 1324 + 132,4 + 92,68 = 1548,68 \text{ тыс. Грн}$$

3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Основні статті витрат:

1. Амортизаційні відрахування (C_a).
2. Заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_z).
3. Відрахування на соціальне страхування (C_c).
4. Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт обладнання і мереж (C_m).
5. Інші витрати (C_{in}).

Таким чином загальні експлуатаційні витрати складуть:

$$З_{ЭКC} = C_a + C_z + C_c + C_m + C_{in}, \text{ тис. грн} \quad (3.2)$$

1. Річні амортизаційні відрахування

C_a основні фонди обчислюються за балансовою вартістю обладнання та мінімального терміну експлуатації:

$$C_a = \Phi_B / T_{min} \quad (3.3)$$

Таблиця 3.2

Розрахунок амортизаційних відрахувань

Найменування	Кількість, шт	Балансова вартість одиниці, тис. грн	Балансова вартість всього, тис. грн	Мінімальний термін експлуатації основних фондів, рік	Річна сума амортизаційних відрахувань, тис. грн
ТМ-1600/6/0,4	2	441,09	882,18	15	58,8
ВР1-10	6	46,8	280,8	5	56,2
ВА55, 4000 А	2	66,69	133,38	5	26,7
ВА55, 2500 А	1	58,5	58,5	5	11,7
ВА-55, 630 А	2	23,4	46,8	5	9,4
ВА-55, 400 А	14	10,53	147,42	5	29,5

$$C_a = 192,2 \text{ тис. грн}$$

2. Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні блоки, певні в процентах від капітальних витрат (в даному вартості основних фондів):

- ля підстанцій (в тому числі електрообладнання)– 1% [7].

Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт:

$$C_m = 0,01 \cdot K = 0,01 \cdot 1548,68 = 15,49 \text{ тис. грн}$$

2. Розрахунок річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу проводимо для оперативно-виїзної бригади. Витрати на оплату праці персоналу, зайнятого експлуатацією обладнання містять в собі витрати на основну заробітну плату (за відпрацьований час), на додаткову зарплату (наприклад, оплата чергової відпустки) в розмірі 10% від основної.

Для працівників, які обслуговують електроустановки на підстанції оплата праці проводиться за почасово-преміальною системою. Крім премії 30% плануються доплати $Z_{\text{доп}}$ (за змінність, понаднормового часу, тощо) в розмірі 5% від прямої (тарифної) заробітної плати.

Таблиця 3.3

Розрахунок річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу

№ з.п	Найменування професій працівників	Штат, чол	Оклад, грн	Разом, пряма зарплата, грн	Доплати, грн	Премія, грн	Разом, основна зарплата, грн
1	Електромонтер 3-го розряду	6	4500	324000	16200	97200	437400

Додаткова зарплата становить 10% від основної:

$$З_{дон}=0,1 \cdot 437400 = 43740 \text{ грн}$$

Загальна величина річного фонду заробітної плати :

$$C_z = Z_{осн} + Z_{дон} = 437400 + 43740 = 481140 \text{ грн}$$

8. Відрахування на соціальне страхування приймаємо за ставкою 22% від суми всіх виплат (основних і додаткових) з урахуванням обов'язкових відрахувань в пенсійний фонд, фонд зайнятості, соціальне страхування.

$$C_c = 0,22 \cdot C_z = 0,22 \cdot 481140 = 105850 \text{ грн}$$

5. Визначення інших витрат. Інші витрати по експлуатації об'єкта включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Відповідно до практики, ці витрати визначаються в розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{in} = 0,04 \cdot C_z = 0,04 \cdot 481140 = 19245 \text{ грн}$$

Таким чином експлуатаційні витрати складуть:

$$З_{ЕКС} = C_a + C_z + C_c + C_m + C_{in} = 192 + 481,1 + 105,9 + 15,5 + 19,2 = 813,7 \text{ тис. грн}$$

3.4 Визначення річного збитку

Збиток, який можливий при виході з ладу трансформатора за даними виробничо-технічного відділу ДнРЕМ становить:

- від недонадходження електроенергії споживачам –70 тис. грн/год;
- при аварії і виході з ладу трансформатора – 510 тис. грн

Існуючі експлуатаційні витрати (71 тис. Грн / рік) за даними ДнРЕМ на 2018 календарний рік складають $C_{існ} = 727,4$ тис. Грн / рік з урахуванням ФЗП і амортизації на залишкову вартість обладнання (19 тис. Грн).

Таким чином, річний економічний ефект складе величину уникнення збитків і різницю в експлуатаційних витратах, тобто

$$\Delta E = Y_{\Sigma} + (C_{існ} - Z_{\text{ЭКС}}) = (70 + 510) + (778,5 - 813,7) = 544,8 \text{ тис. грн/год.}$$

3.5 Показники економічної ефективності проекту

Оцінка економічної ефективності технічного рішення виконана на основі визначення та аналізу наступних показників:

- розрахункового коефіцієнта ефективності капітальних витрат:

$$E_p = \frac{\Delta E}{K} = \frac{544,8}{1548,7} = 0,35.$$

- термін окупності капітальних витрат у травні показує, за скільки років капітальні витрати окупляться за рахунок відсутності збитків при впровадженні запропонованого варіанту реконструкції:

$$E_p = \frac{1}{E_p} = \frac{1}{0,35} = 2,85 \text{ років}$$

Результати техніко-економічного обґрунтування очікуваної ефективності впровадження результатів дипломного проекту наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4

Техніко-економічні показники проекту

Найменування показника	Одиниці виміру	Проектний варіант
Капітальні витрати	тис. грн	1548,7
Експлуатаційні витрати, всього	тис. грн	778,5
<u>в тому числі:</u> амортизаційні відрахування	тис. грн	192
технічне обслуговування і поточний ремонт	тис. грн	15,49
Фонд заробітної плати	тис. грн	481,14
Розрахунковий коефіцієнт ефективності	-	0,35
Розрахунковий термін окупності	років	2,85

Висновки по розділу

Термін окупності запропонованого становить 2,85 років, що вказує на доцільність його реалізації з економічної точки зору. З огляду на можливість виникнення аварійних ситуацій у зв'язку з відмовами обладнання та припиненням подачі електроенергії споживачам, даний проект вимагає здійснення.

ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Короткий опис об'єкта

У спеціальній частині обґрунтовано заходи щодо підвищення надійності електропостачання споживачів, які отримують живлення від закритої трансформаторної підстанції ЗТП-6/0,4, що знаходиться на балансі Дніпропетровських РЕМ ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»». Поліпшення умов електропостачання споживачів по вулиці Робоча виконується шляхом реконструкції ЗТП-6/0,4, яка викликана наявністю в її складі зношене, морально застаріле обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам.

Зрослі навантаження як в літній (кондиціонування повітря), так і в зимовий час (електрообігрівальні прилади, водонагрівачі) призводять до частих відключень споживачів, так як основне обладнання (силові трансформатори) виявляються перевантаженими, їх здатності навантаження недостатньо на покриття навантажень споживачів. Відзначимо, що такі перевантаження і відключення можуть привести до виходу з ладу обладнання, пожежі, тривалих перерв в електропостачанні і іншим наслідкам. Реконструкція та модернізації застарілого обладнання включає:

- заміну трансформаторів на більш потужні ТМ-1600;
- заміну роз'єднувачів і запобіжників на стороні 0,4 кВ на автоматичні вимикачі;
- заміну високовольтних вимикачів навантаження на стороні 6 кВ на вакуумні вимикачі.

Це дозволить уникнути аварійних ситуацій у зв'язку з підвищеною ймовірністю відмови застарілого обладнання, скоротити експлуатаційні витрати на обслуговування і ремонт існуючого обладнання, підвищити безпеку праці персоналу.

4.2. Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів

Категорія приміщення по небезпеки поразки електричним струмом.

За небезпеки ураженням електричним струмом підстанція належить до категорії особливо небезпечних виробничих об'єктів через можливість одночасного дотику до заземлених металоконструкціях або корпусів електроапаратів і струмоведучих частин.

Режим нейтралі мережі. Для приєднання споживачів напругою 0,4 кВ застосовується чотирьохпровідна мережу з глухозаземленою нейтраллю:

- мережа має значну протяжність і низький опір ізоляції відносно землі;
- наявність споживачів на лінійну і фазну напругу.

Цей режим нейтралі забезпечує високий рівень швидкодії спрацьовування струмового захисту.

Небезпечні і шкідливі фактори:

- наявність небезпечної напруги на струмопровідних частинах електрообладнання;
- можливість наявності небезпечної напруги на корпусах устаткування при його пошкодженні;
- недостатня освітленість робочої зони при роботах в темний час доби, а також в аварійних ситуаціях при відсутності напруги в мережі освітлення.

4.3 Інженерно-технічні заходи з охорони праці на підстанції

Експлуатація обладнання РП і ТП включає в себе періодичний огляд, огляд знову включених ТП, огляд післяаварійних відключень, огляд обладнання пройшло капітальний ремонт.

При огляді електроустановок необхідно керуватися:

- правилами улаштування електроустановок (ПУЕ);
- правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж (ПТЕ);
- правилами безпечної експлуатації електроустановок (ПБЕЕ).

Електромонтери міських електричних мереж, що працюють в умовах діючих установок напругою до 1000 В і вище, повинні знати і виконувати правила безпеки, порядок проведення робіт в електроустановках, правила

допуску до робіт і користування захисними засобами, а також вміти звільнити людину, яка потрапила під напругу, від дії струму і надати йому першу допомогу. Крім того, електромонтери міських мереж повинні знати правила безпеки за окремими видами робіт: виробництва вимірів і випробувань на силових кабельних лініях, роботі з паяльною лампою і кабельними масами, а також з інструментом, перевезення важких вантажів (такелажні роботи).

При виявленні порушень правил безпеки або несправностей обладнання, захисних засобів, тягових механізмів і пристосувань, які становлять небезпеку для людей, електромонтери міських мереж повинні самі вживати заходів, щодо попередження нещасних випадків або негайно повідомляти про виявлені порушення керівнику для прийняття відповідних заходів.

Електромонтерам міських мереж після навчання і перевірки їх знань з урахуванням стажу роботи в діючих електроустановках спеціальна комісія присвоює кваліфікаційні групи з техніки безпеки і видає відповідні посвідчення.

Згідно з Правилами техніки безпеки при експлуатації розподільних мереж персонал, що працює в установках напругою вище 1000В, поділяють на п'ять кваліфікаційних груп. До I групи відносять будівельних робочих, різноробочих і учнів електромонтерів, до II – помічників електромонтерів та електрослюсарів, електромонтерів з нагляду за трасами, до III – електромонтерів і електрослюсарів, до IV – старших електромонтерів та електрослюсарів, до V – майстрів, техніків і інженерів.

З огляду на, що діючі електроустановки знаходяться під напругою, повинні дотримуватися такі умови: для виконання робіт видаватися дозволи в формі письмового наряду керівним, уповноваженим на це особою, роботи виконуються не менше ніж двома особами і перед початком робіт проводиться технічні та організаційні заходи, що забезпечують безпеку персоналу .

У діючих установках роботи в залежності від їх характеру можуть виконуватися при повному або частковому знятті напруги або ж під напругою.

Технічні та організаційні заходи різні в залежності від умов робіт. До технічних заходів відносять відключення напруги, вивішування плакатів, огороження місця робіт, перевірку відсутності напруги і накладення заземлення, до організаційних – оформлення нарядів і допуску до роботи, нагляд під час робіт, оформлення перерв в роботі, переходів на інше робоче місце і закінчення роботи.

Наряд – це письмовий дозвіл на роботу в електроустановках, що визначає місце, час і умови виробництва роботи, необхідні відключення, місця заземлення, склад бригади і т. Д. Система нарядів чітко визначає відповідальність керівного і виконавчого персоналу.

Відповідальним за безпеку робіт є наступний персонал:

1. особа, яка видає і підписує наряд, віддає розпорядження (особи V групи, уповноважені на це письмовим розпорядженням по електромережі);
2. допускає до роботи (майстер);
3. виконавець робіт або спостерігає (електромонтер). Виконавець робіт в установках вище 1000В повинен мати кваліфікацію не нижче IV групи, що спостерігає – не нижче III. Виробникові робіт може бути виданий на руки тільки один наряд на одне приєднання і на одну бригаду.

Термін дії наряду визначається тривалістю робіт. При можливих перервах у роботі наряд залишається дійсним, якщо обладнання не вмикали і умови виконання робіт залишилися незмінними. На однотипні роботи без зняття напруги може бути виданий один спільний наряд для виконання їх в порядку черги на кількох приєднаннях в декількох мережевих приміщеннях. В цьому випадку при кожному переході в інше мережеве приміщення потрібно проводити допуск бригади.

Виїзним спеціалізованим бригадам (за визначенням місць пошкодження кабельних ліній і їх випробуванню) може бути виданий один спільний наряд на роботи в декількох приміщеннях і на кількох приєднаннях за умови, що бригада складається не менше ніж з двох осіб, у тому числі один з кваліфікацією не

нижче V групи, а інші – не нижче III. Під час робіт наряд повинен знаходитися на робочому місці.

Без наряду, за усним або телефонним розпорядженням дозволяється проводити роботи по ліквідації перерв в електропостачанні черговому оперативному персоналу, а також деякі роботи – обслуговуючому персоналу, закріпленому за даною ділянкою. До таких відносять роботи, які не потребують відключення і заземлення обладнання (прибирання приміщення до огорожі, ремонт дверей, зміна ламп і вимикачів, вимір навантажень струмовимірвальними кліщами).

Роботи з ліквідації аварій на одній ділянці виконує, як правило, одна бригада, оскільки друга може подати напругу на місце роботи першої. Бригада повинна складатися не менше ніж з двох осіб, у тому числі одне повинно мати кваліфікацію не нижче IV групи, а в разі необхідності виконання ремонтних робіт зі зняттям напруги – не нижче V.

При виконанні ремонтних робіт в електроустановках часто застосовують електрифікований інструмент (електродрилі, електромолотки), до роботи з яким допускають осіб, які пройшли спеціальне навчання та інструктаж з техніки безпеки при користуванні цим інструментом і мають відмітку в посвідченні про допуск до цих робіт.

У приміщеннях особливо небезпечних, тобто при наявності значної вологості, працювати з електрифікованим інструментом на напругу понад 36В забороняється, а при використанні інструменту напругою до 36В слід застосовувати ізолюючі захисні засоби.

У приміщеннях з підвищеною небезпекою, до яких відносять РП і ТП, і поза приміщеннями електрифікований інструмент на напругу 220В застосовують із заземленням корпусів і з ізолюючими захисними засобами.

Для приєднання електрифікованого інструменту служить шланговий провід або гнучкий провід, укладений в гумовий шланг, з ізоляцією на напругу не нижче 500 В.

Заземлення корпусу електрифікованого інструменту здійснюють за допомогою спеціальної жили живильного проводу. У зв'язку з цим для живлення трифазного електрифікованого інструменту використовують чотирьохжильний, а для однофазного – трьохжильний шланговий провід.

Електрифікований інструмент періодично випробовують підвищеною напругою і щомісяця вимірюють опір його ізоляції, а на корпусі вказують дату наступного випробування.

Весь персонал міських мереж, що працює в умовах діючих установок, повинен вміти надавати першу допомогу при ураженні електричним струмом.

При ураженні працюючого з електричним струмом необхідно якомога швидше відключити ту частину електроустановки, до якої торкається потерпілий (найближчий рубильник або вимикач). Якщо потерпілий знаходиться на висоті, вживають заходів, щоб не допустити його падіння. Якщо установку неможливо відключити швидко, відокремлюють потерпілого від струмопровідних частин, яких він стосується: від'єднують провід від нього або відтягують потерпілого від струмопровідних частин за допомогою ізолюючих пристроїв (гумових рукавичок, ізолюючих штанг і кліщів).

4.4 Пожежна профілактика на підстанції

Пожежа становить велику небезпеку через наявність маслonaполеного обладнання на підстанції, так як трансформаторне масло є хорошим паливом матеріалом, який при руйнуванні бака може розлитися на значну площу і привести до поширення пожежі на розташоване поруч обладнання.

Організаційні заходи щодо забезпечення пожежної безпеки:

Для запобігання поширенню пожежі на підстанції ЗТП-6/0,4 передбачені наступні засоби пожежогасіння:

- пожежний щит типу ЩП-В з інструментами для пожежотушіння закритого типу (призначений для вогнищ пожежі категорії В): вуглекислотний

вогнегасник ємністю 10 л – 2 шт.; металевий лом – 1 шт; відро конусне – 2 шт; лопата штикова – 1 шт; багор – 1 шт; ящик з піском – 1 шт.

4.5 Розрахунок заземлюючих пристрою

Захисне заземлення. Контур заземлення виконується сталеву смугою 40х5 мм прокладеної по периметру будівлі підстанції (на відстані 2 м від фундаменту будівлі) в траншеї глибиною закладення 0,8 м і вертикальними електродами з уголкової сталі L63х63х6 мм і $L = 3$ м кожен, забитих на дні траншеї глибиною 0,8 м і з'єднаних між собою і водно-розподільними щитами сталевий смугою 40х5 мм. Будівля підстанції є цегляна споруда з розмірами 12,5 х 6 м (ДхШ).

Розрахунок захисного заземлення підстанції. Приймаються наступні параметри:

- довжина контуру заземлення становить $D = 16,5$ м;
- ширина контуру заземлення – $Ш = 10$ м;
- периметр контуру заземлення складе:

$$P_k = 2 \cdot (D + Ш) = 2 \cdot (16,5 + 10) = 53 \text{ м};$$

- ґрунт – суглинок, третя кліматична зона;
- природні заземлювачі відсутні.

Згідно ПУЕ, опір загального заземлюючого пристрою, що використовується для заземлення електроустановок різної напруги і призначення, повинна відповідати вимогам щодо заземлення обладнання, для якого найменший опір розтіканню має бути не більше 4 Ом. Тому за розрахунковий опір заземлюючого пристрою приймаємо $R_z = 4$ Ом.

1. В якості вертикальних заземлювачів приймаємо сталеві куточки з розмірами 63х63х6 мм і довжиною 3 м. Верхні кінці електродів мають на глибині 0,8 м від поверхні землі. До них приварюють горизонтальні електроди у вигляді сталеву смуги з розмірами 40х5 мм з такою ж сталі, що і вертикальні електроди.

2. Попередньо, з урахуванням площі, займаної об'єктом, намічаємо розташування заземлювачів – по периметру з відстанню між вертикальними електродами 3 м.

За прийнятою схемою кількість вертикальних електродів складе:

$$N_{\text{в.э.}} = \Pi / \Delta l = 52 / 3 - 1 \approx 17 \text{ шт.}$$

Довжина смуги горизонтального електрода:

$$L_{\text{пол}} = \Pi + L_{\text{ПЗ}} = 52 + 8 = 60 \text{ м,}$$

де $L_{\text{ПЗ}} = 8 \text{ м}$ – довжина смуги заземлення будівлі до контуру заземлення.

3. Опір штучного заземлювача при відсутності природних заземлювачів приймаємо рівним допустимому опору заземлювального пристрою $R_{\text{іск}} = R_3 = 4 \text{ Ом}$.

4. Визначаємо розрахункові питомі опору ґрунту для горизонтальних і вертикальних заземлювачів:

$$\rho_{\text{расч,г}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{п,г}} = 100 \cdot 2,5 = 250 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{\text{расч,в}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{п,в}} = 100 \cdot 1,3 = 130 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

де $\rho_{\text{уд}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - питомий опір ґрунту (суглинок);

$K_{\text{п,в}} = 1,3$ – поправочний сезонний коефіцієнт на величину питомого опору ґрунту для вертикальних стрижневих електродів довжиною 3 м при глибині їх закладення 0,8 м для третьої кліматичної зони;

$K_{\text{п,г}} = 2,5$ – поправочний сезонний коефіцієнт на величину питомого опору ґрунту для горизонтальних електродів у вигляді смуги довжиною $> 10 \text{ м}$ для третьої кліматичної зони.

8. Визначаємо розрахунковий опір розтіканню горизонтальних електродів:

$$R_r = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч,г}}}{L_{\text{пол}}} \lg \frac{2L_{\text{пол}}^2}{b_{\text{пол}} t} = \frac{0,366 \cdot 250}{53} \lg \frac{2 \cdot 60^2}{0,04 \cdot 0,8} = 8,16 \text{ Ом,}$$

де $b_{\text{пол}}$ – ширина смуги, м;

$L_{\text{пол}}$ – довжина вертикального електрода, м;

$t = 0,8 \text{ м}$ – глибина закладення горизонтального електрода.

6. Опір розтіканню одного вертикального електрода визначаємо за формулою:

$$R_B = \frac{0,366\rho_{\text{расч.в}}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{0,95b} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) =$$

$$= \frac{0,366 \cdot 130}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,063} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 15,9 \cdot \left(2 + \frac{1}{2} \cdot 0,29 \right) = 34,1 \text{ Ом}$$

де b – ширина боку куточка, м;

l – довжина вертикального електрода, м;

$t = 0,8 + 0,5l = 0,8 + 0,5 \cdot 3 = 2,3$ м – глибина закладення (відстань від поверхні до середини електрода)

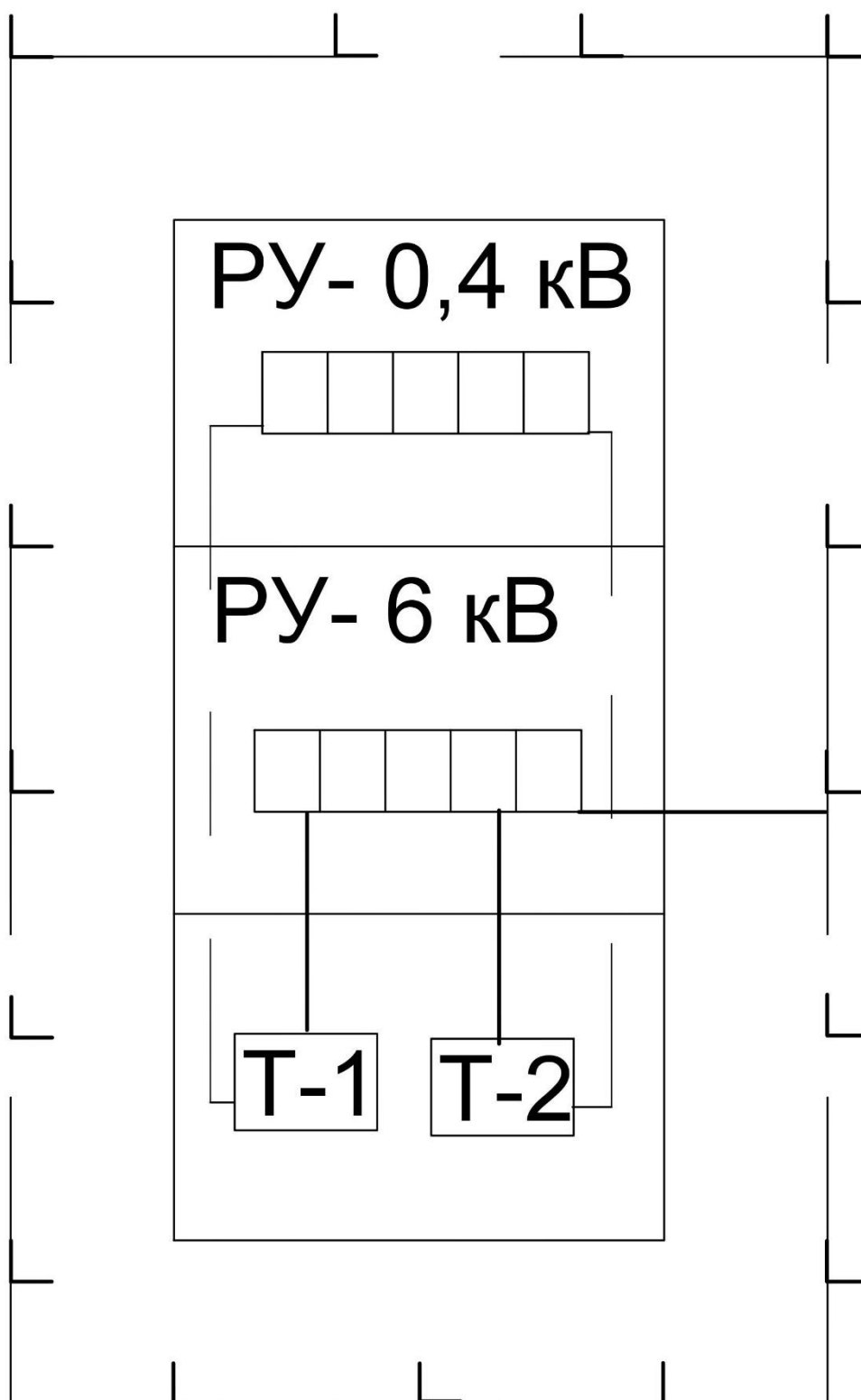
7. Для відношення прийнятого відстані між вертикальними електродами до їх довжини $\alpha = 1$ при розташуванні електродів по контуру, кількості 17 шт, коефіцієнт використання вертикальних електродів $\eta_B = 0,494$; коефіцієнт використання сполучної смуги $\eta_r = 0,291$.

8. Опір струму штучного заземлювача, що складається з вертикальних електродів, електрично пов'язаних між собою смугою, що знаходиться в контакті з землею знаходимо з виразу:

$$R_{\text{из}} = \frac{1}{\frac{\eta_r}{R_r} + \frac{\eta_B \cdot N_B}{R_B}} = \frac{1}{\frac{0,291}{8,16} + \frac{0,494 \cdot 17}{34,1}} = 3,54 \text{ Ом}$$

Отриманий результат задовольняє вимоги ПУЕ за величиною опору заземлення, так як воно менше 4,0 Ом. Остаточного приймаємо план заземлення, наведений на рис.4.1.

Рисунок 4.1



ВИСНОВКИ

Обґрунтовано заміну трансформатора, автоматичних вимикачів, провідників, високовольтних комутаційних апаратів і ін.

Заходи з реконструкції підвищило надійність роботи підстанції, зменшили існуючі витрати на обслуговування.

Розроблені заходи з охорони праці дозволять знизити травматизм і нещасні випадки при експлуатації електротехнічного обладнання підстації. Також розглянуті питання пожежної безпеки.

В економічній частині проекту виконаний розрахунок економічного ефекту від реконструкції підстанції.

Застосування розроблених технічних рішень дозволяє значно скоротити експлуатаційні витрати і збитки, маючи при цьому розрахунковий термін окупності проекту 2,85 років з капітальними витратами 1,548 млн. грн., тобто розроблений проект є доцільним для впровадження для даного підприємства.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила устройства электроустановок. – Х.: Изд-во «Форт», 2009. – 704 с.
2. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987.-368с.:ил.
3. Переходные процессы в системах электроснабжения: Учебник для вузов. 3-изд., перераб. и доп./ Г.Г.Пивняк, В.Н. Винославкий, А.Я. Рыбалко, Л.И. Несен; Под ред. акад. НАН Украины Г.Г. Пивняка. - Москва: Энергоатомиздат; Днепропетровск Национальный горный университет, 2003. – 548 с.: ил.
4. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
5. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. - М.: Энергоатомиздат, 1984. – 488 с.
6. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения допустимые нагрузки.
7. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-94. МИНЭНЕРГО УКРАИНЫ—Х. : Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2011. —76 с.
8. Типовые материалы для проектирования 407-03-456.87 схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6...750 кВ подстанций.

ДОДАТОК А

		Позначення	Найменування	Кількість	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	СЕР.ПД.19.08.ПЗ	Пояснювальна записка	68	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8	A1	СЕР.ПД.19.__.01.ГЧ		1	
9	A1	СЕР.ПД.19.__.02. ГЧ		1	
10					
11					
12					